Current Issue Review

83-5E

EASTCOAST OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT

Sonya Dakers
Science and Technology Division

13 May 1983
Revised 15 October 1991

Library of Parliament
Bibliothèque du Parlement

Research Branch

The Research Branch of the Library of Parliament works exclusively for Parliament, conducting research and providing information for Committees and Members of the Senate and the House of Commons. This service is extended without partisan bias in such forms as Reports, Background Papers and Issue Reviews. Research Officers in the Branch are also available for personal consultation in their respective fields of expertise.

© Minister of Supply and Services Canada 1992

Cat. No. YM32-1-83-5-1991-10E

ISBN 0-660-14459-X

N.B. Any substantive changes in this publication which have been made since the preceding issue are indicated in **bold print**.

CE DOCUMENT EST AUSSI PUBLIÉ EN FRANÇAIS

CANADA
LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

EASTCOAST OFFSHORE OIL AND GAS DEVELOPMENT

ISSUE DEFINITION

The discovery of important accumulations of oil and natural gas in the eastcoast offshore region promises major economic and strategic benefits to Canada.

Two important finds in particular, the Venture natural gas field and the Hibernia oil field, have spurred unprecedented oil and gas activity in Atlantic Canada in recent years in spite of a long-standing jurisdictional dispute between the federal government and Newfoundland. In March 1984, the legal question of ownership was decided by the Supreme Court of Canada, opening the door for exploration to proceed but without Newfoundland's agreement. After more than two years of negotiations, a federal-provincial agreement on the joint management of offshore oil and gas development, similar to that already in place with Nova Scotia, was signed in February 1985.

Exploration and development will bring benefits in terms of local employment, in the construction, supply and servicing of rigs and production platforms and in the building of oil and gas transmission systems. It will also bring with it a number of problems. One is the safety of offshore drilling activities, given the severe climatic conditions in which drill rigs operate. Another concerns the socio-economic impact of oil and gas development on the region in terms of demand for goods and services, infrastructure, and employment and training. The pace of development will be crucial in optimizing local business and employment opportunities and minimizing disruption of services.

92-05419/

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Conflicts between the new oil and gas industry and the historically all-important fishing industry will have to be resolved as will the effects of development on marine resources.

BACKGROUND AND ANALYSIS

A. Exploration

1. A Historical Perspective

The widely accepted theory of plate tectonics holds that the sedimentary basin off Canada's east coast was once part of Europe. Since this area apparently shares a close geological link with the North Sea, it is not unreasonable to assume that it might share some of its hydrocarbon potential as well. To date, the United Kingdom's part of the North Sea alone has revealed some 22 billion barrels of recoverable oil. It was these favourable geological prospects which prompted the start of oil and gas exploration off the east coast of Canada in 1966. While early drilling results were not spectacular, there were numerous tantalizing shows of oil and gas. The prospect of success, coupled with developments in the North Sea oil fields, encouraged the exploration companies to return year after year to continue their modest drilling programs.

The first well was drilled on the Grand Banks of Newfoundland in 1966 and a "show" of natural gas was found. The Scotian Shelf area off Nova Scotia was first explored in 1967, the Gulf of St. Lawrence in 1970, the Labrador Shelf in 1971, the East Newfoundland Shelf in 1974 and the Bay of Fundy in 1975. Although many wells showed traces of oil and/or gas, the first major gas field -- the Venture field off Sable Island -- was not discovered until 1979. It is now estimated that Venture contains natural gas reserves in the order of 72 billion cubic metres (approximately 2.5 trillion cubic feet). On a national scale, in a country with established natural gas reserves of 4 trillion cubic metres, this discovery may not appear especially exciting; however, its location, close to the one region of Canada still dependent on imported oil for most of its energy needs, is of particular strategic significance.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

The Venture discovery was followed within months by the announcement that a significant oil field had been found on the Grand Banks, namely the Hibernia field, which was originally estimated to hold recoverable reserves of 175 million cubic metres (1.1 billion barrels). This is now reduced to a maximum of 83 million cubic metres (520 million barrels). At the time, Hibernia represented a find of national importance, given the fact that for more than a decade established Canadian reserves of conventional crude oil had been falling.

News of Hibernia set off a round of increased exploration activity in the east coast offshore region. Whereas between 1966 and 1979, investment in the search for hydrocarbons off our east coast totalled about $300 million, in 1981 alone, exploration companies spent $442 million. Coincident with the Petroleum Incentive Program (PIP), put in place in 1982 and phased out beginning in March 1986, companies spent $4.5 billion on exploration within this region. While only eight or nine wells were completed each year between 1978 and 1982, 21 were completed in 1983 and 23 in 1984 when rig activity was at its peak. By November 1986, the pace of activity slackened so that by the 1989 season only two wells were completed, both located in the Newfoundland offshore. One resulted in a new discovery of natural gas and oil. Canada Oil and Gas Lands Administration reported that as of 1989, best current estimates of eastcoast offshore discovered resources are 258.9 million cubic metres (1.6 billion barrels) of oil and condensate and 313.4 billion cubic metres (11 trillion cubic feet) of natural gas. This is after 24 years of drilling and 43 significant hydrocarbon discoveries. One well was drilled in 1990. Activity rose in 1991 with seven exploratory wells, five of them off Newfoundland. The first production wells were also drilled; five were drilled off Nova Scotia.

2. Environmental Impact

Although potential environmental problems are of concern anywhere oil and gas development occurs, the world's best fishing grounds, the Grand Banks, the Scotian Shelf and the northern waters off Labrador are especially vulnerable. The Hibernia region is also an important fish spawning ground and fish larvae are known to be very susceptible to even slight traces of pollution.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

During the exploration phase, drilling fluids, drill cuttings and water associated with oil and gas deposits are released into the sea. Some of the additives contained in drilling fluids are toxic to marine organisms. Control must be exercised over the quantities and types of wastes released by exploration operations if the fishery is to be preserved.

A second major environmental concern is the possibility of a well blowout. The potential for serious environmental impact is reinforced by the severe winter weather conditions and the presence in some areas of an impenetrable cover of pack ice. Such conditions could delay efforts to cap a well, thereby increasing the magnitude of environmental damage. In fact, two blowouts occurred in the area in 1984 -- in two gas wells being drilled in the Venture field off Sable Island. The first well was brought under control 10 days after the initial incident in March 1984, while the second, which occurred in September 1984, was only permanently capped and abandoned in July 1985. As predicted, weather conditions hampered attempts to assess and to rectify the situation. It was fortunate that low sulphur gas, rather than crude oil, was flowing uncontrollably from the wells.

Environmental pollution of quite a different nature has presented a problem in the North Sea and could occur here. Supply vessels and service boats have been known to dump large chunks of unwanted machinery overboard as they travel to and from rigs. This debris, lying on the bottom, can damage fish nets dragged along the sea floor. In one instance it cost the oil companies $60 million to clean up a section of the North Sea fishing grounds which had been littered with such garbage.

These environmental concerns are not restricted to the exploration phase; they could be compounded during the development and production phases. Strictly enforced regulations and constant vigilance will be necessary if environmental damage is to be minimized.

3. Icebergs, Storms and Safety

Photographs taken with sophisticated sonar "cameras" show deep trenches and furrows crisscrossing the seabed off Canada's east coast. Trenches up to fifteen metres deep, two hundred metres across and three kilometres long bear mute testimony to the passage of massive

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

icebergs. These icebergs, which can weigh up to 50 million tonnes and tower like skyscrapers above the water, are one of the most serious threats to offshore activities. The presence of icebergs and "bergy bits" (smaller chunks of ice which have broken away from the main iceberg), and fierce Atlantic storms, featuring high winds, freezing spray, snow and low visibility, testify to the extreme conditions under which exploration is taking place.

February is a particularly bad month for drilling and there is some debate as to whether winter operations should be allowed at all. The winter of 1982-83, for example, was exceptionally severe. The International Ice Patrol reported 120 iceberg sightings south of 48°N in February 1983. The average, since 1900, is nine for this month. One method used to remove the threat which bergs pose to drill rigs is to tow them away from the general area of the rig. This becomes impossible, however, when the presence of an iceberg near a rig coincides with high winds and rough seas. Such a combination of conditions is not unusual and, in fact, occurred in February 1983 when the West Venture rig drilling in the Hibernia field found itself with about ten icebergs and many bergy bits in the vicinity. Regulations call for the rig to cease drilling, secure the drill hole and move out of the area if bergs come within a red alert zone. The West Venture attempted to do this but, because of rough seas, the ten anchors which keep it in place over the drill site could not be pulled. None of the 84 people on board could be evacuated by helicopter or by service vessel, due to the weather conditions. Fortunately for all concerned, the storm passed, the icebergs could be towed away and people could be evacuated by helicopter if necessary. This episode indicates the hazards of operating in the offshore. In fact, the Newfoundland government ordered rigs to return to port again in February 1984, because of potential ice-related problems. The federal government ordered the same rigs to keep drilling or lose their PIP grants. Until 20 February 1984, drill operators complied with the federal directives; however, on that date, two of the rigs moved off-site when threatened by an ice pack of greater length than Prince Edward Island. The situation was ultimately resolved by the breakup of the ice-pack.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

A new type of drill rig, which is dynamically positioned instead of anchored, was introduced in July 1983 in an effort to alleviate some of the difficulties experienced by the West Venture. The Sedco 710, a $150 million semi-submersible rig was custom-built in Japan in a joint venture between Petro-Canada and Sedco Inc. of Dallas. It remains positioned over the drill hole by means of powerful computer-guided thrusters. It is more mobile than the anchored rigs and so can quickly move out of the way of icebergs.

The drilling rigs are equipped with radar systems designed to locate and monitor the movement of icebergs. When weather permits, overflights are carried out on a regular basis with sightings being made visually and with radar. A high sea state decreases the effectiveness of both types of detection and in bad weather flights often have to be cancelled. A third method of iceberg detection involves vessel ice patrols. These depend on line of sight detection and are therefore influenced by visibility and sea state.

Petroleum production methods will also have to contend with iceberg scouring, all but eliminating the possibility of a pipeline on the seabed as a means of bringing the oil or gas onshore from many parts of the eastcoast offshore. The detection and avoidance of icebergs will remain an issue of importance and concern as exploration, development and production proceed.

Severe weather conditions in February 1982 combined with other factors to cause the worst disaster ever to strike the Canadian offshore oil and gas industry. On 15 February 1982, the drill rig Ocean Ranger sank 280 km southeast of St. John's, Newfoundland, in 85 metres of water. All 84 crew members were lost in this tragic accident. The meteorological records show that waves as high as 26 m (85 feet) and winds as high as 90 knots (104 mph) hammered the rig the day it went down.

A Royal Commission headed by Chief Justice T.A. Hickman of the Supreme Court of Newfoundland investigated the accident and issued its 400-page report in August 1984. It concluded that a chain of events which included a severe winter storm, design inadequacies and lack of knowledgeable human intervention caused the loss of the Ocean Ranger and

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

its crew. The rig capsized and sank after seawater had entered the ballast control room through a porthole smashed during the violent storm; this caused the ballast control system to malfunction. The Commission concluded that, despite this occurrence, if the crew had simply shut off the electrical supply and shut the deadlights (steel shields which were to protect the portholes), the rig would have survived the storm. Instead, the crew, who did not properly understand the ballast system, reactivated it and thereby inadvertently let more water into the port portion -- leading to the eventual capsizing of the rig and loss of the entire crew.

The Commission felt that the ballast control system was too complicated, the crew inadequately familiar with its operation and the rig insufficiently equipped with lifeboats and survival gear. In addition, testimony before the Commission revealed inadequacies in the emergency evacuation training that crew members had received.

A second 693-page report, issued in July 1985, contained 70 recommendations on methods to improve eastcoast offshore safety.

Even before the Royal Commission reports were issued, the federal and provincial regulations were changed to strengthen the safety systems on drill rigs. All rigs are now required to carry 200% lifeboat and survival suit capacity and all employees must take a Marine Emergency Duties course.

According to the federal government, in April 1986, 85% of the recommendations had been totally or partially implemented, including measures in the areas of sea state forecasts, and improved iceberg detection and prediction of ocean currents and sea ice movement.

Despite these and other efforts to upgrade safety measures on oil drilling rigs, the fact remains that the eastcoast offshore can present a very inhospitable environment for man's activities.

4. Jurisdictional Disputes

The most contentious issue which has faced the offshore oil and gas industry in recent years has been the question of who owns the offshore resources -- the federal or provincial government. While the question of jurisdiction varies from province to province, nowhere has it been more contentious than in Newfoundland.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

The legal aspects of this particular federal-provincial dispute are reviewed in some detail in Current Issue Review 80-8E, *Offshore Mineral Resources: Legal Aspects* , so only the highlights are presented here. This is an issue which required resolution before development and production of our offshore hydrocarbon resources could go ahead. In the late 1970s, the government of Newfoundland and the federal government engaged in negotiations to establish a joint management scheme in the offshore area, which would set aside the question of ownership but still allow development to take place. Just such an approach was proposed by Prime Minister Trudeau in July 1981. Newfoundland was responding favourably to this approach when, in December 1981, the federal government passed Bill C-48, *The Canada Oil and Gas Act* . This Act concerned oil and gas rights on "Canada Lands," the definition of which includes the disputed eastcoast offshore area. Newfoundland was very bitter about this action by the federal government and referred the question of offshore resources to the Supreme Court of Newfoundland. While awaiting the ruling by the Provincial Supreme Court, further negotiations were held between the two levels of government, with little progress being made. Finally, in May 1982, the federal government, not waiting for a ruling by the Newfoundland Supreme Court, referred the question of ownership of resources in the Hibernia area to the Supreme Court of Canada. It was argued that this action was necessary because development had already been delayed too long. No matter what the ruling of the provincial court, in the final analysis it would be the Supreme Court of Canada which would decide the issue. In February 1983 the Supreme Court of Newfoundland presented its ruling, stating that rights over offshore resources were, in its opinion, vested in the federal government. Only a week after this ruling the Supreme Court of Canada held its first hearings on the question.

It was not until 8 March 1984, however, that the Supreme Court of Canada finally made its ruling on this vital issue. The ruling was the same as that of the Provincial Supreme Court -- that is, that the federal government has jurisdiction over, and therefore the right to search

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

for and exploit, the mineral and other natural resources off the coast of Newfoundland.

Although this settled the ownership dispute and development could proceed, the parties concerned continued to try to reach agreement on management of oil and gas resources. Agreement on a draft proposal for control and revenue sharing for the Grand Banks oil fields was reached in December 1984 between the Government of Newfoundland and the new federal government. The result was the Atlantic Accord, signed on 11 February 1985. The Accord sketched out a management framework, giving the province development control over the resources once Canadian energy self-sufficiency was reached, and a large share of the revenues. An independent management board and a development fund were also established. Legislation implementing the Accord was subsequently passed by Newfoundland in June 1986 and by Canada in March 1987.

While the rancorous debate between Newfoundland and Ottawa was going on, the federal government was working out an offshore agreement with Nova Scotia. Basically, the agreement gave Ottawa virtually complete control over the development of the resources while Nova Scotia received most of the revenues accruing from the development until its fiscal and economic capacity (decided by a complex formula) exceeded the national average by 10%. From the Venture development alone, the provincial government expected to receive $2.4 billion. In addition, the province expected to double that figure through the involvement of the Crown corporation, Nova Scotia Resources Ltd, and other spinoff effects. The legislation putting this agreement into effect was passed in the Nova Scotia and the federal legislatures on June 30, 1984. Advance federal funding to defray infrastructure costs was approved in November 1984 for a total of $200 million over four years.

In light of the agreement with Newfoundland, the federal government agreed to discuss adopting any of the more favourable clauses of the Atlantic Accord. Discussions resulted in a new Accord with Nova Scotia to replace the 1982 Agreement, and allow for a joint management regime. The Accord, signed on 26 August 1986, converted the $200 million Development Fund from a loan to a grant. In addition, the Government of

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

Canada would make available a $25 million grant for exploration and development. Like other oil and gas producing provinces, Nova Scotia would be able to establish and collect royalties and other provincial-type resource revenues and taxes as if these taxes were on land. Nova Scotia would also receive Crown share adjustment payments. A new independent Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board would administer and regulate all aspects of offshore oil and gas activities. Membership was to include a mutually appointed Chairman and two members appointed by each government. The Board would replace the then administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, when both levels of government passed legislation to implement the Accord. Nova Scotia passed the requisite legislation in May 1987. A delay took place in the passage of the federal legislation pertaining to the Accord when the federal government responded to Nova Scotia pressure by announcing, on 18 April 1988, a drilling embargo in Georges Bank. Bill C-75, which received Royal Assent in the House of Commons on 21 July, included a provision to prevent drilling in these sensitive fishing grounds to the year 2000.

B. Development

1. The Impact of Oil and Gas Development

It is oil and gas development, not exploration, which will have the greatest impact on the economy and the social fabric of Atlantic Canada in the coming years. Exploration expenditure does affect the local economy to a great extent, but it is more likely to be seasonal and is much less "permanent" than the development and production stages. Nonetheless, many of the issues discussed in this section are applicable to the exploration phase as well.

To be very concise in quantifying the impact which oil and gas development will have on the Atlantic region, one word will suffice -- massive. As exploration increases and gives rise to development and production, the local requirements for goods and services will soar. Drill rigs, drilling fluids and drill pipes; food for the rig crews; supply ships and their crews; engineering, geological and biological researchers and their ships, equipment and provision needs; warehouse facilities and port

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

facilities; housing and schools for the families of those working the rigs and supply vessels; people and equipment to supply essential meteorological information; new sophisticated communications and data processing equipment -- the list goes on and on. This tremendous need for manpower, goods and services provides an opportunity for the Atlantic provinces to turn their economies around. But if too much expansion takes place too fast, can the society cope with the changes? Can local manpower fill the requirements of the new industry and can local companies grow fast enough to meet demand? If development comes quickly and demands cannot be filled locally, the oil and gas industry will look elsewhere and the region will lose out on these opportunities. There is also great interprovincial rivalry to capture as much of the offshore service industry as possible.

The Province of Newfoundland, for example, has a "Newfoundland first" policy whereby companies are required by law to give preference to local labour, goods and services and local supply contractors where these are competitive in terms of price, quality and deliverability. In addition, under current Newfoundland regulations, future development plans must first be approved by the energy minister and will then be thrown open to public scrutiny and debate. There is even provision for a waiting period if development appears to be moving faster than local capabilities can handle. Companies have been complying with the requirements and the participation rate for local labour has been very high in some categories, varying from 55% for seismic operations to 71% for support staff. The province has completed a study, "The Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration," which identifies the areas in which the province can improve its share of the economic impact and the means by which local participation can be maximized. Two areas identified for further development are the provision of infrastructure (port facilities and air bases) and indirect services such as catering and electronic instrument servicing. The potential for market development is great, especially when one considers the prediction that it will require an expenditure of $5.2 billion to bring Hibernia into production, about 25% of which is expected to be spent in Newfoundland. A further $3.3 billion of capital costs are

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

anticipated during the production phase. Operating costs during the life of the project are currently estimated at an additional $11.5 billion.

While there is potential for economic development to be a great benefit, the possibility of concurrent social disruption is a cause for concern. The high manpower demands for service, seismic and supply vessels will attract many qualified seamen away from the traditional fishery, and the environmental concerns already noted put the oil and fishing industry at loggerheads. The influx of new people and large amounts of money seem certain to change island life dramatically -- and not necessarily for the better.

The Newfoundland Government is not alone in its desire to maximize local benefits while at the same time keeping to a minimum the negative social implications. Nova Scotia has also studied the problem. A report entitled "Scotian Shelf Gas Development: The Economic Impact on Nova Scotia" examines the direct, indirect and induced economic impact of the gas development in the Sable Island area. The opportunities identified include module fabrication, drilling rig and supply boat repair and maintenance, and goods and services supply. Over the past few years, the province has developed a well-established petroleum services base -- giving it an advantage over Newfoundland, which is only now developing such a base. Legislation that ensures that local labour and local suppliers benefit from offshore development is in place (*Nova Scotia Petroleum Resources Act*). The presence of an existing business base could give Nova Scotia a lead in capturing the lucrative offshore business.

Nonetheless, both provinces were becoming the headquarters of a rapidly growing number of offshore service and supply companies. In 1981-82, for example, there were some 87 such companies, 22 in Nova Scotia (15 in Halifax) and 26 in Newfoundland (23 in St. John's). At the start of 1984, there were 398 such firms, with 127 in Nova Scotia (86 in Halifax) and 47 in Newfoundland (44 in St. John's). With the withdrawal of drilling activity in the fall of 1986, however, the impetus for the growth of a secondary supply and service industry was reduced.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

2. The Venture Gas Development

The signing of the management and revenue sharing agreement between Ottawa and Nova Scotia in March 1982 gave the green light to Mobil Oil of Canada to proceed with its development plans for the Venture gas field. Venture is, in fact, the first eastcoast offshore project to reach the development phase and the company has embarked on the long road to securing approval for its development plan. Under the direction of federal and provincial government officials, Mobil has prepared a socio-economic impact statement (SEIS). The SEIS includes a great deal of information such as a project description (offshore structures, pipelines, the gas plant, etc.); the economic context of the project (regional population, labour force, employment impact); projected land requirements; housing implications; infrastructure and community service needs; and socio-cultural implications. For each of these subjects the company has described the existing situation, the anticipated impacts and possible mitigative measures to minimize the project's adverse effects or enhance its positive impact.

There is still no guarantee as to when production could start, even though a significant step was taken in December 1984 with two agreements to sell Venture gas to utilities in the Northeast U.S. While the Venture discovery well showed great promise, disappointing results from delineation wells have cast a different light on the project. Two further delineation wells were drilled in 1984 and early 1985 to ascertain whether the Venture field runs under the tip of Sable Island and joins the Olympia discovery on the other side.

In July of 1985, Venture partners Mobil Oil, Petro-Canada, Nova Scotia Resources and Texaco applied to the NEB to export 8.5 million cubic metres per day of natural gas to New England beginning in 1990. Nevertheless, the Venture sponsors have not finalized this application nor have they been able to give the NEB detailed reservoir data that would confirm a commercially viable project. The project is thus stalled at the regulatory stage, making the $2.45 billion gas project unlikely before 1996. Cooperation between competitors may be necessary to achieve a commercial level of reserves, which are simply not enough to support the

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

economic production of gas. In November 1986, Mobil announced drilling plans for two wells near Sable Island in order to retain its offshore acreage. These plans were cancelled in December when one of Mobil's partners withheld support.

When Texaco Canada applied to the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board for a $45 million exploration agreement to sink two wells in Georges Bank sites that the firm has held since 1964, Texaco's plans ran into determined opposition from fishermen who annually harvest between $50 million and $80 million in scallops and groundfish from the bank's shallow waters. In December 1986 Texaco held public sessions to hear fishermen's concerns in five fishing communities in southwest Nova Scotia. A study in 1987 by the Oil and Gas Board concluded that exploration in Georges Bank would have no significant effect on the environment. Nevertheless, at the end of November 1987, the Government of Nova Scotia announced its opposition to any application by Texaco to drill there and exerted pressure upon the federal government to impose a drilling ban. This ban was announced in April 1988.

A proposal to produce 30,000 barrels a day of light crude oil by mid-1992 from two small oilfields at Cohasset and Panuke, west of Sable Island received regulatory approval 12 September 1990. The $565 million project would represent the first commercial oil production off the eastcoast of Canada and bring 380 jobs a year to the region during construction and another 260 during the six-year life of the project. Lasmo Nova Scotia Ltd., the operator, must develop a plan to compensate area fishermen from loss due to oil activities or spills.

3. Hibernia Development Plans

Development of the Hibernia field presents certain unique problems. For one, Hibernia is in the Grand Banks, in an environment much more hostile than the area off Sable Island. In addition, Hibernia is a deep water development (76-78 metres) compared to Venture's 22 metres. This makes the choice of production and transportation systems more difficult and, it is estimated, three times as expensive for Hibernia. Venture will involve the use of relatively simple off-the-shelf technology,

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

while Hibernia will require development of new technologies. Even so, oil field production is still slated for the early 1990s.

In its EIS issued in May 1985, Mobil provided detailed costs on the fixed ($4.8 billion) as opposed to the floating platform system ($5.5 billion). Mobil maintained there would be little difference between the employment created by the two systems, which was expected to peak at 2,085 in 1989. The province supported a fixed concrete production system and Mobil was given until 15 August 1985 to announce its preferred mode of development; at that time the company agreed on the use of concrete fixed platforms.

A Federal Environmental Assessment Review Office (FEARO) Panel was named in March 1985 and held public hearings on the EIS in October. The Panel's Report was released in mid-January 1986, approving Hibernia development but at the same time setting out 50 detailed recommendations on how it should proceed.

On 24 June 1986, the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board approved The Development and Benefits Plans for Hibernia. Negotiations on fiscal matters and on tax and royalty levels commenced between Mobil and its partners, and the governments of Canada and Newfoundland. The company sought a federal loan guarantee of $1 billion.

On 18 July 1988, the federal government announced the details of an agreement reached with the four-company consortium to develop the Hibernia field. The deal involves a combination of a $1.04 billion federal capital grant, a $1.66 billion federal loan guarantee, $300 million in federal interest assistance, $175 million in temporary financing, $95 million from the Canada-Newfoundland Offshore Fund and $11 million from the Newfoundland government along with tax exemptions and tax reductions. The project is estimated to cost $5.2 billion with an additional $3.3 billion required for production-related spending. The target date of 31 March 1989 for finalizing the details of the agreement was repeatedly postponed and only was achieved 14 September 1990. Production slated to start in 1992 is now forecast to begin in August 1996 and last for 18 years.

In the meantime, the provincial government selected a company to build a $50 million world-class steel fabrication plant at

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

Argentia, Placentia Bay. Such a fabrication plant will enable the topside and modules for the production platform to be built in Newfoundland. The platform's concrete base is also to be built there. This contract, engineering procurement and the main engineering contract in project services went to tender in late November and early December 1988, amid some speculation that they might be accorded to foreign specialists with experience in North Sea oil.

There have been delays in the awarding of contracts as the federal government and the oil consortium seek to reduce costs of the project by at least $1 billion. A new design for the production platform incorporating fewer modules and a simplified topside would reduce the capital cost of the project by about $100 million but would mean that much of the preparatory work would be done outside Newfoundland, with a corresponding loss of jobs.

In October 1988, Premier Peckford appointed a five-member committee of senior civil servants to ensure that all aspects of the project are properly monitored, including the financial and industrial benefits packages. The committee has had its work cut out for it in light of the shift away from strict Canadian content "controls" to "targets." The emphasis has been on ensuring a Newfoundland location for a certain percentage of the work, rather than on the nationality of the company which obtains the contract. The 1988 Agreement called for about three million person-hours of work to be created in the province during the construction period.

The federal and Newfoundland governments negotiated with the consortium to ensure that two of the five newly-designed rig modules were built in Newfoundland. Newfoundland would like to promote itself as an offshore-rig building centre. The province ended by agreeing that one rig module, instead of two, and some ancillary work would be completed in the province. Much of the work on the four other modules, worth up to $200 to $300 million, will be set aside for Canadian companies. Newfoundland expects to receive 10,000 person-years of work over the six-year construction period. **Federal Minister of Fisheries John Crosbie announced in September 1991 that $3 million in training funds would go to prepare Newfoundlanders for jobs on the Hibernia project.**

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Before federal legislation authorizing $2.7 billion in grants and loan guarantees was passed on 6 November 1990, interim financing of $95 million from the Canada-Newfoundland Offshore Development Fund was obtained to meet the September 1990 target for issuing construction tenders. Two contracts were awarded in September 1990: a $1.3 billion contract for development of the base platform went to Newfoundland Offshore Development Constructors (Nodeco) and a $360 million design and procurement contract for the platform's topside rig went to a joint Canadian-European consortium. Quebec firms were well represented in both contracts. Since November, contracts worth $184 million have been signed, with 55% going to Newfoundland companies. By the end of 1991, the total value of all contracts awarded will be about $2 billion. By the spring of 1992, all construction hiring (3,000 jobs) will have been completed.

Subsequent to project go-ahead, one of the four members of the consortium, Gulf Canada Resources Ltd., put up for sale half of its 25% interest in the project. The consortium is now made up of Mobil Oil (28%), Petro-Canada (25%), Chevron Canada (22%) and Gulf Canada (25%). Mobil has contributed $1.1 billion, Petro-Canada $1 billion, Chevron $879 million, Gulf $1 billion, and the federal government's contribution is $1 billion.

In December 1990, Hibernia officials announced a compensation plan which gives fishermen a guaranteed minimum income for five years and provides bonuses if the catch is good.

Despite Atlantic Canada's dependence on imported oil, Hibernia oil is slated to be exported to the U.S. Hibernia's projected output of 10,000 barrels per day has the potential to reduce by 50% these daily import needs.

CHRONOLOGY

7 June 1966 - The first well was drilled in Canada's eastcoast offshore, on the Grand Banks.

November 1978 - June 1979 - Drilling at the Venture D-23 well off Sable Island resulted in a major gas discovery. The Venture field was estimated to contain 72 billion cubic metres (2.5 trillion cubic feet) of gas.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

May-November 1979 - A major oil discovery was made at the Hibernia P-15 well on the Grand Banks. Subsequent drilling revealed an oil field containing an estimated 115 million cubic metres (720 million barrels) of oil.

12 February 1982 - The government of Newfoundland submitted the question of ownership of offshore resources to the Supreme Court of Newfoundland.

15 February 1982 - The drill rig Ocean Ranger, working in the Hibernia field, sank with a loss of all 84 crewmen.

2 March 1982 - The "Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing" was signed.

March 1982 - The *Canada Oil and Gas Act* was proclaimed, establishing the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA) to administer development on Canada Lands. The eastcoast offshore was included in the definition of Canada Lands, angering Newfoundland, which also claims ownership of offshore resources.

20 May 1982 - The federal government referred the question of ownership of resources in the Hibernia area to the Supreme Court of Canada.

29 June 1982 - The *Petroleum Incentives Program Act* received Royal Assent. This program offers exploration incentives to companies who meet certain Canadian ownership requirements and who explore on Canada Lands.

17 February 1983 - The Supreme Court of Newfoundland handed down its ruling, stating that the ownership of offshore resources rests with the federal government.

8 July 1983 - COGLA issued a number of leases to Petro-Canada, Mobil and Paddon Hughes for drilling offshore Newfoundland, further angering the provincial government, which would have preferred that COGLA await the Supreme Court ruling on jurisdiction over the area.

8 March 1984 - The Supreme Court of Canada ruled that the federal government has jurisdiction over the mineral and other natural resources of the Hibernia field off the coast of Newfoundland.

30 June 1984 - Legislation authorizing the Canada - Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management received Royal Assent.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

12 December 1984 - Canada and Newfoundland agreed to a 62-clause draft pact on Offshore Oil and Gas Resource Management.

11 February 1985 - Canada and Newfoundland signed the Atlantic Accord, a long-term agreement on the joint management of offshore oil and gas development.

15 May 1985 - Mobil Oil Canada Ltd. submitted its EIS to the federal and provincial governments.

30 October 1985 - A new offshore tax credit regime of $150-250 million a year was announced.

15 January 1986 - FEARO Panel released its report on Hibernia development.

17 June 1986 - Bill No. 1, The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act received Royal Assent.

24 June 1986 - Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board announced approval of Hibernia Development and Benefits Plans.

26 August 1986 - Canada and Nova Scotia signed an Accord on joint management of oil and gas offshore exploration, development and production.

1 October 1986 - Government of Canada eliminated Petroleum and Gas Revenue Tax.

25 March 1987 - The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act received Royal Assent.

29 May 1987 - Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act received Royal Assent.

18 April 1988 - Government of Canada announced drilling embargo in Georges Bank until the year 2000.

18 July 1988 - Government of Canada announced an agreement to develop the Hibernia oil field.

21 July 1988 - Bill C-75, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act, received Royal Assent.

28 June 1990 - Third reading of Bill C-44, legislation to provide $2.7 billion in loan guarantees and subsidies for Hibernia was delayed.

14 September 1990 - Hibernia development agreement announced, to be signed when C-44 passed.

6 November 1990 - C-44 received Royal Assent.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHEQUE DU PARLEMENT

SELECTED REFERENCES

Canada, Department of Energy, Mines and Resources. *Canada Oil and Gas Lands Administration Annual Reports* . Ottawa, various years.

"Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing". 2 March 1982.

Government of Newfoundland and Labrador, Department of Development and Petroleum Directorate. *Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration* . May 1981.

Reference Re Property in and Legislative Jurisdiction Over the Seabed and Subsoil of the Continental Shelf Offshore Newfoundland . Supreme Court of Canada, 8 March 1984, N. 17096, 61 pages.

Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster. *The Loss of the Semisubmersible Drill Rig "Ocean Ranger" and its Crew* , Report #1. August 1984, 400 pages.

Bulletin d'actualité 83-5F

L'EXPLOITATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ AU LARGE DE LA CÔTE EST

Sonya Dakers
Division des sciences et de la technologie

Le 13 mai 1983
Révisé le 15 octobre 1991

Bibliothèque du Parlement
Library of Parliament

Service de recherche

Le Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement travaille exclusivement pour le Parlement, effectuant des recherches et fournissant des informations aux parlementaires et aux comités du Sénat et de la Chambre des communes. Entre autres services non partisans, il assure la rédaction de rapports, de documents de travail et de bulletins d'actualité. Les attachés de recherche peuvent en outre donner des consultations dans leurs domaines de compétence.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1992

Nº de cat. YM32-1-83-5-1991-10F

ISBN 0-660-93709-3

N.B. Dans ce document, tout changement d'importance fait depuis la dernière publication est indiqué en **caractère gras**.

THIS DOCUMENT IS ALSO PUBLISHED IN ENGLISH

CANADA
LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

L'EXPLOITATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ AU LARGE DE LA CÔTE EST

DÉFINITION DU SUJET

La découverte d'importants gisements de pétrole et de gaz naturel au large de la côte est laisse entrevoir d'énormes avantages économiques et stratégiques pour le Canada.

Deux gros gisements en particulier, le gisement de gaz naturel Venture et le gisement pétrolier Hibernia, ont stimulé comme jamais auparavant les activités liées au pétrole et au gaz sur la côte de l'Atlantique ces dernières années, en dépit d'un long conflit de compétence entre le gouvernement fédéral et Terre-Neuve. En mars 1984, l'aspect juridique de la propriété a été tranché par la Cour suprême du Canada, ce qui a permis à la prospection d'aller de l'avant, mais sans l'accord de Terre-Neuve. Après plus de deux ans de négociations, un accord fédéral-provincial, semblable à celui qui existe déjà avec la Nouvelle-Écosse, a été signé en février 1985 en vue de permettre la gestion en commun de l'exploitation des réserves de pétrole et de gaz situées au large des côtes.

La prospection et l'exploitation créeront des emplois dans la région dans les domaines de la construction du matériel de forage et de son entretien et de la mise sur pied de systèmes de transport du pétrole et du gaz, mais elles entraîneront aussi un certain nombre de problèmes. En effet, la sécurité des activités de forage au large des côtes comporte toujours des risques à cause des conditions climatiques difficiles dans lesquelles elles sont effectuées. En outre, il faut tenir compte des répercussions socio-économiques de l'exploitation du pétrole et du gaz sur

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

la région pour ce qui est des besoins en biens et services, de l'infrastructure, de l'emploi et de la formation. Le rythme de l'exploitation aura une importance cruciale en ce qui a trait à l'optimisation des entreprises locales et des possibilités d'emploi et à la réduction, au maximum, des interruptions de service.

Les conflits entre la nouvelle industrie pétrolière et gazière et les pêches, qui ont toujours eu une grande importance, devront être résolus, ainsi que le problème des effets de l'exploitation sur les ressources marines.

CONTEXTE ET ANALYSE

A. La prospection

1. Historique

D'après la théorie généralement acceptée de la tectonique des plaques, le bassin sédimentaire situé au large de la côte est du Canada aurait déjà fait partie du continent européen. Étant donné que cette région présente des caractéristiques géologiques très proches de celles de la mer du Nord, il est permis de supposer qu'elle pourrait aussi posséder des ressources comparables en hydrocarbures. À ce jour, on estime à quelque 22 milliards de barils les réserves de pétrole récupérable dans la seule zone de la mer du Nord contrôlée par le Royaume-Uni. Ces perspectives géologiques favorables ont incité des sociétés d'exploration à entreprendre, en 1966, des travaux de prospection pétrolière et gazière au large de la côte est du Canada. Bien que les premiers travaux de forage n'aient pas donné de résultats spectaculaires, on a découvert plusieurs indices de la présence de pétrole et de gaz. Ces perspectives de succès, jointes aux résultats du forage pétrolier dans la mer du Nord, ont encouragé les sociétés pétrolières à poursuivre d'année en année de modestes programmes de forage.

Le premier puits, foré dans les Grands bancs de Terre-Neuve en 1966, a révélé la présence de gaz naturel. La région du plateau de la Nouvelle-Écosse a été explorée pour la première fois en 1967, le golfe du Saint-Laurent en 1970, le plateau du Labrador en 1971, l'est du plateau de

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Terre-Neuve en 1974 et la baie de Fundy en 1975. Bien que la plupart des forages aient révélé la présence de traces de pétrole ou de gaz, le premier gisement important de gaz - le gisement Venture, situé au large de l'Île de Sable - n'a été découvert qu'en 1979. On estime maintenant à 72 milliards de mètres cubes les réserves du gisement Venture (environ 2,5 billions de pieds cubes). À l'échelle d'un pays qui possède déjà des réserves de gaz naturel prouvées de 4 trillions de mètres cubes, cette découverte peut ne pas sembler particulièrement excitante. Elle revêt cependant une importance stratégique particulière, vu la proximité d'une région du Canada dont la majeure partie des besoins énergétiques dépend encore du pétrole importé.

La découverte du gisement Venture a été suivie, en l'espace de quelques mois, de l'annonce de la découverte d'un important gisement de pétrole dans les Grands bancs, à savoir le gisement Hibernia. Ses réserves récupérables avaient initialement été estimées à 175 millions de mètres cubes (1,1 milliard de barils), mais elles sont maintenant évaluées à au plus 83 millions de mètres cubes (520 millions de barils). À l'époque, Hibernia représentait une découverte d'importance nationale étant donné que depuis plus de dix ans, les réserves prouvées de pétrole brut ordinaire au Canada diminuaient.

La découverte d'Hibernia a amorcé une relance des activités de prospection au large de la côte est. Entre 1966 et 1979, on avait investi au total quelque 300 millions de dollars dans la recherche d'hydrocarbures dans cette région; au cours de la seule année 1981, les sociétés de prospection y ont dépensé 442 millions de dollars. Durant la mise en oeuvre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, créé en 1982 et supprimé graduellement à partir de mars 1986, les entreprises ont consacré 4,5 milliards de dollars à la prospection dans cette région. Alors que seulement huit ou neuf puits avaient été forés annuellement entre 1978 et 1982, 21 puits l'ont été en 1983 et 23 en 1984, lorsque les activités ont atteint un sommet. En novembre 1986, le rythme d'activité ralenti à tel point qu'au début de la saison de 1989, seuls deux puits avaient été achevés, tous deux au large de Terre-Neuve. Un de ceux-ci a abouti à une nouvelle découverte de pétrole et de gaz naturel. L'Administration du

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

pétrole et du gaz des terres du Canada signalait, dès 1989, que d'après les meilleures données connues, les ressources découvertes au large de la côte est étaient évaluées à 258,9 millions de mètres cubes (1,6 milliard de barils) de pétrole et de condensats et à 313,4 milliards de mètres cubes (11 billions de pieds cubes) de gaz naturel et ce, au bout de 24 années de sondages et de 43 découvertes importantes d'hycrocarbures. Un puits a été foré en 1990. Le rythme d'activité s'est accru en 1991, sept puits d'exploration ayant été forés, dont cinq au large de Terre-Neuve. On a également procédé au forage des premiers puits de production, dont cinq au large de la Nouvelle-Écosse.

2. Effets sur l'environnement

Les risques écologiques constituent une préoccupation partout où l'on procède à l'exploitation de ressources pétrolières et gazières, mais les Grands bancs, le plateau de la Nouvelle-Écosse et les eaux situées au large de la côte nord du Labrador, qui sont les meilleures zones de pêche du monde, sont particulièrement vulnérables. La région d'Hibernia est aussi une importante zone de frai du poisson, et l'on sait que les larves de poisson sont très sensibles à la moindre trace de pollution.

Pendant la phase de prospection, les fluides et les déblais de forage ainsi que l'eau provenant des gisements de pétrole et de gaz sont libérés dans la mer. Or, certains des additifs contenus dans ces fluides sont toxiques pour les organismes aquatiques. Pour protéger les pêches, il faut absolument contrôler la quantité et le type de déchets que les équipes de prospection rejettent à la mer.

La possibilité d'éruption d'un puits représente une deuxième menace grave pour l'environnement. Les risques de répercussions graves sur l'environnement sont aggravés par les conditions météorologiques hostiles qui règnent dans l'Atlantique Nord en hiver et par la présence, dans certaines régions, d'une banquise impénétrable. De telles circonstances pourraient, en cas d'urgence, ralentir les efforts d'obturation d'un puits et contribuer ainsi à accroître l'ampleur des dégâts. En fait, deux explosions se sont produites dans la région en 1984 au cours du forage de deux puits de gaz dans le gisement Venture au large de l'Île de Sable.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

L'éruption du premier puits a été maîtrisée dix jours après le premier incident, en mars 1984, alors que le deuxième puits, où l'explosion s'est produite en septembre 1984, n'a été obturé pour de bon et abandonné qu'en juillet 1985. Comme prévu, les conditions météorologiques ont empêché toute tentative immédiate d'intervention en vue d'évaluer la situation et d'y remédier. Heureusement, dans ces deux cas, c'est du gaz à faible teneur en soufre, et non du pétrole brut, qui s'est échappé des puits.

Un problème de pollution tout à fait différent s'est posé dans la mer du Nord et pourrait fort bien survenir ici. On sait que les navires de ravitaillement et d'entretien, lorsqu'ils se rendent aux plates-formes de forage ou lorsqu'ils en reviennent, jettent à la mer des pièces volumineuses de machines qui ne servent plus. Ces débris se déposent sur le fond marin et peuvent endommager les filets que les pêcheurs traînent derrière leurs bateaux. Dans un cas donné, les sociétés pétrolières ont dû débourser 60 millions de dollars pour nettoyer une partie des zones de pêche de la mer du Nord, dont le fond était littéralement jonché de débris de ce genre.

De tels dangers pour l'environnement ne sont pas liés uniquement aux activités de prospection et pourraient s'accroître pendant les phases de mise en valeur et de production. Des règlements strictement appliqués et une surveillance constante seront nécessaires pour réduire au maximum les dommages que risque de subir l'environnement.

3. Icebergs, tempêtes et sécurité

Des photographies prises au moyen de "caméras" perfectionnées fonctionnant au sonar révèlent l'existence de tranchées et de sillons profonds qui s'entrecroisent sur le fond marin au large de la côte est du Canada. Ces tranchées, qui atteignent jusqu'à 15 mètres de profondeur, deux cents mètres de largeur et trois kilomètres de longueur, témoignent du passage d'icebergs monstrueux. Ces derniers, dont le poids peut atteindre 50 millions de tonnes et qui s'élèvent comme des gratte-ciel au-dessus de l'eau, constituent l'une des plus grandes menaces pour les opérations en haute mer. La présence d'icebergs et de "blocs mamelonnés" (blocs de glace qui se sont détachés d'un iceberg) ainsi que les violentes tempêtes de l'Atlantique - vents impétueux, pluie verglaçante, neige et très faible

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

visibilité - donnent une idée des conditions extrêmement difficiles dans lesquelles les activités de prospection se déroulent.

Le mois de février se prête particulièrement mal au forage, et l'on se demande parfois si les sociétés pétrolières ne devraient pas interrompre toutes leurs activités en mer pendant l'hiver. Par exemple, l'hiver 1982-1983 a été exceptionnellement dur. Le Service international de recherche des glaces a rapporté la présence de 120 icebergs au sud du 48e degré de latitude nord en février 1983. Depuis 1900, la moyenne pour ce mois est de neuf. Un des moyens de supprimer le danger que représentent les icebergs pour les plates-formes de forage consiste à les remorquer à bonne distance de celles-ci. C'est cependant impossible lorsque leur présence près d'une plate-forme coïncide avec des vents forts et une mer houleuse. Une telle combinaison d'éléments n'est pas inusitée; elle s'est produite en février 1983 lorsque la plate-forme de forage West Venture, dans le champ pétrolifère Hibernia, s'est trouvée cernée par près de dix icebergs et de nombreux blocs mamelonnés. Dans de telles circonstances, les règlements prévoient qu'on interrompe le forage, qu'on obture le puits et qu'on s'éloigne de la zone si les icebergs pénètrent dans la zone de sécurité. C'est ce que l'équipage de la plate-forme West Venture a tenté de faire, mais la force des vagues était telle qu'il a été impossible de lever les dix ancres qui la maintenaient en place au-dessus du puits. De plus, les conditions météorologiques interdisaient l'évacuation des 84 membres d'équipage par hélicoptère ou par bateau. Heureusement pour tous les intéressés, l'orage a passé et l'on a pu remorquer les icebergs et transporter par hélicoptère les employés qu'il était nécessaire d'évacuer. Cet épisode montre bien les dangers que comportent les opérations pétrolières en haute mer. En fait, le gouvernement de Terre-Neuve a ordonné que les plates-formes soient ramenées au port en février 1984 pour prévenir d'éventuels problèmes occasionnés par les glaces. Le gouvernement fédéral a exigé que le forage se poursuive, sous peine d'interrompre les subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Les exploitants ont donc respecté les directives du gouvernement fédéral jusqu'au 20 février 1984. À cette date, toutefois, deux tours de forage ont dû être déplacées parce qu'elles se trouvaient

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

menacées par des îlots de glace plus longs que l'Île-du-Prince-Édouard. Finalement, la débâcle a réglé le problème.

De nouvelles plates-formes, à positionnement dynamique, plutôt qu'à ancrage, ont été mises en service en juillet 1983 dans le but d'éliminer certains des problèmes auxquels a fait face la plate-forme West Venture. La Sedco 710, plate-forme semi-submersible, a été construite sur commande au Japon au coût de 150 millions de dollars pour le compte d'une coentreprise formée de Petro-Canada et de la société Sedco Inc. de Dallas. Elle est maintenue au-dessus de l'ouverture du forage par de puissants propulseurs contrôlés par ordinateur. Elle est plus mobile que les plates-formes ancrées et peut rapidement se déplacer devant un iceberg.

Les plates-formes de forage sont dotées de systèmes de radar conçus pour localiser et suivre le mouvement des icebergs. Lorsque le temps est favorable, on survole régulièrement les environs et on repère les icebergs à l'oeil nu ou par radar. Lorsque la mer est forte, l'efficacité de ces deux types de détection est réduite et, par mauvais temps, on est souvent obligé d'annuler les vols de surveillance. Une troisième méthode de détection consiste à patrouiller les environs à bord de navires. On peut alors détecter tout ce qui se trouve à portée de vue, et cette méthode dépend par conséquent de la visibilité et de l'état de la mer.

Dans le choix des méthodes d'extraction du pétrole, il faut également tenir compte du raclage des fonds marins par les icebergs, qui empêche pratiquement l'installation d'un pipeline sous-marin pour transporter le pétrole ou le gaz vers le continent à partir de nombreux points au large de la côte est. La détection des icebergs et la prévention des collisions demeureront des préoccupations importantes tant que dureront les activités de prospection, d'exploitation et de production pétrolières au large des côtes.

En février 1982, le mauvais temps et certains autres facteurs ont causé le pire désastre qui soit survenu dans l'histoire canadienne de l'industrie pétrolière et gazière au large des côtes. Le 15 février 1982, la plate-forme de forage Ocean Ranger a coulé à 280 kilomètres au sud-est de St. John's (Terre-Neuve), à une profondeur de 85 mètres. Les 84 membres d'équipage ont perdu la vie dans ce tragique

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

fccident. Selon les statistiques météorologiques, des vagues de 26 mètres (85 pieds) de hauteur et des vents de 90 noeuds (104 mi/h) ont battu la plate-forme le jour où elle a coulé.

Une commission royale d'enquête, présidée par le juge en chef T.A. Hickman de la Cour suprême de Terre-Neuve, a été instituée pour faire la lumière sur cette tragédie. La commission a déposé son rapport de 400 pages sur l'incident au mois d'août 1984 et a conclu que la perte de l'Ocean Ranger et de son équipage a résulté d'un ensemble de facteurs, dont une violente tempête, certains vices de conception de la plate-forme et le fait que l'équipage n'a pas pris les mesures voulues. La plate-forme a chaviré et coulé lorsque l'eau de mer a pénétré dans la salle de contrôle du système de lestage par un hublot qu'une vague avait fait éclater pendant la tempête, ce qui a causé une défaillance du système. La commission a conclu que malgré tout, la plate-forme aurait résisté à la tempête si l'équipage avait coupé le courant et fermé les contre-hublots (panneaux d'acier conçus pour protéger les hublots). Au lieu de cela, l'équipage, qui ne connaissait pas suffisamment le système de lestage, l'a remis en marche, ce qui a fait pénétrer encore plus d'eau à bâbord. La plate-forme a alors chaviré et coulé, entraînant avec elle la totalité de l'équipage.

La commission a estimé que le système de contrôle du lestage était trop compliqué, que l'équipage n'en connaissait pas suffisamment le fonctionnement et qu'il n'y avait pas assez de canots de sauvetage et de matériel de survie à bord de la plate-forme. De plus, d'autres témoignages ont révélé que l'entraînement à l'évacuation d'urgence reçu par les membres de l'équipage était insuffisant.

Dans un deuxième rapport de 693 pages publié en juillet 1985, la commission a formulé 70 recommandations visant à améliorer la sécurité au large de la côte est.

Les gouvernements fédéral et provincial n'ont pas attendu les rapports de la commission pour modifier leurs règlements de manière à perfectionner les systèmes de sécurité des plates-formes de forage. Toutes doivent maintenant transporter des canots de sauvetage et des vêtements de survie pour deux fois le nombre de personnes qui s'y trouvent, et tous les membres d'équipage doivent suivre un cours sur les consignes d'urgence en mer.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Selon le gouvernement fédéral, 85 p. 100 des recommandations avaient été totalement ou partiellement mises en oeuvre en avril 1986, y compris des mesures dans les domaines suivants: prévisions sur l'état de la mer, détection des icebergs et calcul à l'avance des courants marins et du mouvement des glaces.

En dépit de ces mesures et de maints autres efforts visant à améliorer les normes de sécurité sur les plates-formes de forage, il n'en demeure pas moins que la mer au large de la côte est peut se révéler fort peu propice à l'activité humaine.

4. Conflits de compétence

Ces dernières années, la question la plus épineuse à laquelle s'est trouvée confrontée l'industrie de l'exploitation pétrolière et gazière au large des côtes a consisté à savoir si les ressources sous-marines appartiennent au gouvernement fédéral ou aux provinces. Le problème de la compétence des gouvernements varie d'une province à l'autre, mais il n'a nulle part été aussi délicat qu'à Terre-Neuve.

Les aspects juridiques de ce conflit fédéral-provincial étant examinés en détail dans le bulletin d'actualité n° 80-8F intitulé *Les ressources minières au large des côtes: aspects juridiques*, le présent document n'en donnera que les grandes lignes. Il fallait trancher la question avant de poursuivre la mise en valeur et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures situés au large des côtes. À la fin des années 70, le gouvernement de Terre-Neuve et le gouvernement fédéral ont négocié pendant plusieurs années en vue de mettre sur pied, pour la région au large des côtes, un mode de gestion conjointe qui aurait laissé de côté la question politique de la propriété de ce territoire tout en permettant de le mettre en valeur. Une ouverture en ce sens a été faite par le premier ministre Trudeau en juillet 1981. Devant la réaction favorable de la province, le gouvernement fédéral a adopté, en décembre 1981, le projet de loi C-48, *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. Cette loi traitait des droits relatifs au pétrole et au gaz sur les "terres du Canada", dont la définition comprenait la zone contestée située au large de la côte est. Fort insatisfaite de cette définition donnée par le gouvernement fédéral, la province de Terre-Neuve a porté la question des ressources au large des

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

côtes devant la Cour suprême de Terre-Neuve. Entre temps, les deux niveaux de gouvernement ont poursuivi leurs négociations, sans toutefois beaucoup progresser. Enfin, en mai 1982, jugeant que les projets de mise en valeur avaient déjà trop tardé, le gouvernement fédéral a décidé de soumettre la question de la propriété des ressources pétrolières dans la région d'Hibernia à la Cour suprême du Canada, sans attendre la décision de la Cour suprême de Terre-Neuve. En fait, quelle que soit cette décision, ce devait être la Cour suprême du Canada qui statuerait en dernier ressort sur cette question. En février 1983, la Cour suprême de la province a rendu une décision favorable au gouvernement fédéral. Une semaine plus tard, la Cour suprême du Canada tenait ses premières audiences.

Toutefois, ce n'est que le 8 mars 1984 qu'elle s'est finalement prononcée sur cette question cruciale. Sa décision a été la même que celle de la Cour suprême provinciale, à savoir que le gouvernement fédéral a compétence sur les ressources minières et autres ressources naturelles situées au large des côtes de Terre-Neuve et qu'il a donc le droit de les exploiter.

Bien que cette décision ait réglé le litige en matière de propriété et que l'exploitation ait pu se poursuivre, les parties en cause ont continué à chercher à se mettre d'accord sur la gestion des ressources en pétrole et en gaz. En décembre 1984, le gouvernement de Terre-Neuve et le nouveau gouvernement fédéral se sont entendus sur une proposition d'accord en vue du contrôle et du partage des recettes des champs pétrolifères des Grands bancs. Cette première entente a ouvert la voie à la signature de l'Accord atlantique, le 11 février 1985. L'accord énonçait des modalités administratives prévoyant que la province obtienne le contrôle de l'exploitation des ressources lorsque le Canada sera autosuffisant sur le plan énergétique, ainsi qu'une grande part des recettes. Il prévoyait également la création d'une commission indépendante de gestion et d'un fonds d'exploitation. Des lois sanctionnant l'accord ont été adoptées par Terre-Neuve en juin 1986 et par le Canada en mars 1987.

Pendant que se poursuivait cet aigre débat entre Terre-Neuve et Ottawa, le gouvernement fédéral concluait un accord avec la Nouvelle-

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Écosse. Essentiellement, l'accord permettait à Ottawa de contrôler pratiquement tout le développement des ressources, tandis que la Nouvelle-Écosse devait toucher la plupart des recettes qui en découleraient jusqu'à ce que sa capacité financière et économique (évaluée au moyen d'une formule complexe) dépasse la moyenne nationale de 10 p. 100. Le gouvernement provincial prévoyait tirer 2,4 milliards de dollars de l'exploitation du seul gisement Venture. Il prévoyait également que la participation de la société de la Couronne Nova Scotia Resources Ltd. permettrait de doubler ce chiffre tout en procurant d'autres retombées économiques. Les lois mettant cet accord en vigueur ont été adoptées en Nouvelle-Écosse et au Parlement fédéral le 30 juin 1984. En novembre 1984, des fonds fédéraux de 200 millions de dollars, répartis sur quatre ans, ont été approuvés pour couvrir les coûts de l'infrastructure.

À la lumière de l'accord avec Terre-Neuve, le gouvernement fédéral a consenti à discuter de l'adoption des dispositions les plus favorables de l'Accord atlantique. Les discussions ont mené à la conclusion d'un nouvel accord avec la Nouvelle-Écosse, qui a remplacé celui de 1982 et qui prévoit la gestion commune des ressources. L'accord, signé le 26 août 1986, a converti en subvention le prêt de 200 millions de dollars du Fonds de développement. Il prévoit aussi que le gouvernement du Canada offre une subvention de 25 millions de dollars pour l'exploration et la mise en valeur des ressources. Comme les autres provinces productrices de pétrole et de gaz, la Nouvelle-Écosse pourrait fixer et percevoir des redevances ainsi que d'autres recettes et taxes à l'égard de ses ressources pétrolières, comme si celles-ci se trouvaient sur le continent. La Nouvelle-Écosse aurait aussi droit à des paiements de redressement au titre de la participation de la Couronne. Un nouvel organisme indépendant, l'Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, devait être chargé d'administrer et de réglementer tous les aspects des activités relatives au pétrole et au gaz en mer. Composé d'un président choisi par les deux ordres de gouvernement et de deux membres nommés par chacun d'eux, il devait remplacer l'organe administratif existant, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, dès l'adoption par les deux niveaux de gouvernement de lois sanctionnant l'accord. La Nouvelle-Écosse a adopté

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

la loi requise en mai 1987. L'adoption de la mesure législative fédérale concernant l'accord a été retardée par l'annonce, le 18 avril 1988, d'un embargo sur les forages dans le banc de Georges, décrété par le gouvernement fédéral en réponse aux pressions de la Nouvelle-Écosse. Le projet de loi C-75, qui a reçu la sanction royale le 21 juillet 1988, comporte une disposition interdisant les forages sur ces lieux de pêche fragiles jusqu'à l'an 2000.

B. L'exploitation

1. Les conséquences de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières

C'est l'exploitation du pétrole et du gaz, plus que leur prospection, qui aura les conséquences les plus marquées sur l'économie et la structure sociale des provinces de l'Atlantique dans les années à venir. Les dépenses de prospection ont certes des répercussions sur l'économie locale, mais la phase de la prospection est généralement plus saisonnière et donc moins "permanente" que celles de l'exploitation et de la production. Néanmoins, nombre de questions traitées dans le présent chapitre s'appliquent tout autant à la phase de la prospection qu'aux deux autres.

Pour évaluer avec concision l'importance des retombées économiques qu'apportera l'exploitation du pétrole et du gaz dans la région de l'Atlantique, il suffit d'un seul mot: gigantesque. En effet, au fur et à mesure que les activités de prospection progresseront et céderont la place aux activités d'exploitation et de production, les besoins en biens et services grimperont en flèche: navires de ravitaillement et équipages, ingénieurs, géologues et biologistes avec leurs navires de recherche et le matériel et les approvisionnements nécessaires, entrepôts et installations portuaires, logements et écoles pour les familles des employés des installations de forage et des navires de ravitaillement, personnel de la météorologie avec son matériel, équipement perfectionné de communication et d'informatique; la liste s'allonge sans fin. Ces besoins énormes de main-d'oeuvre, de biens et de services fournissent aux provinces de l'Atlantique l'occasion de relancer leur économie. Mais si l'expansion est

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

trop forte et trop rapide, la population pourra-t-elle s'y adapter? La main-d'oeuvre pourra-t-elle satisfaire aux exigences de cette nouvelle industrie, et les entreprises locales seront-elles en mesure de faire face à la demande? Si l'expansion est trop rapide et que la région ne puisse suffire à la demande, les industries du pétrole et du gaz iront chercher ailleurs ce qui leur manque, et ce sera autant d'occasions perdues pour la population locale. En outre, les provinces se livrent une concurrence farouche pour attirer le plus grand nombre possible d'entreprises du secteur des services liés à l'exploitation des ressources sous-marines.

La province de Terre-Neuve, par exemple, impose une politique d'achat selon laquelle les sociétés commerciales sont tenues par la loi d'accorder la préférence aux entreprises, à la main-d'oeuvre, aux biens et aux services locaux lorsque ceux-ci sont concurrentiels du point de vue des prix, de la qualité et de la distribution. En outre, en vertu d'un règlement actuellement en vigueur, tout projet de développement doit d'abord recevoir l'approbation du ministre de l'Énergie, puis être soumis à l'examen attentif du public et faire l'objet d'un débat. Il existe même une disposition qui prévoit une période d'attente lorsque le développement semble s'effectuer à un rythme trop rapide pour les moyens locaux. Les sociétés se sont pliées aux exigences fixées et le taux de participation de la main-d'oeuvre locale est très élevé dans certaines catégories, variant entre 55 p. 100 pour les opérations de forage sismique et 71 p. 100 pour le personnel de soutien. Une étude du gouvernement provincial, intitulée *The Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration*, a déterminé les secteurs dans lesquels la province peut accroître sa part des retombées économiques et les moyens à prendre pour augmenter au maximum la participation locale. Parmi les secteurs visés se trouvent la mise en place d'éléments d'infrastructure (installations portuaires et bases aériennes) et la prestation de services indirects comme l'alimentation et la réparation d'instruments électroniques. Les possibilités d'accroissement du marché sont grandes, compte tenu surtout des prévisions selon lesquelles un investissement de 5,2 milliards de dollars, dont environ le quart doit être dépensé à Terre-Neuve, sera nécessaire pour que le gisement Hibernia puisse passer à l'étape de la production. D'autres

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

coûts d'immobilisations de 3,3 milliards de dollars sont prévus à l'étape de la production, et l'on évalue actuellement à 11,5 milliards de dollars le total des coûts d'exploitation du projet.

Même si les possibilités de mise en valeur économique peuvent constituer un grand avantage, le risque qu'il se produise des perturbations sociales demeure une source de préoccupation. La forte demande de main-d'oeuvre pour constituer l'équipage des navires de forage sismique, de ravitaillement et de service mobilisera un grand nombre de marins expérimentés et les éloignera des activités traditionnelles de la pêche; de plus, les inquiétudes déjà exprimées quant à l'environnement mettent l'industrie du pétrole en conflit avec celle des pêches. L'afflux de nouveaux arrivants et d'investissements importants changera certainement la vie de l'île du tout au tout - et pas nécessairement pour le mieux.

Le gouvernement terre-neuvien n'est pas le seul à vouloir porter au maximum les avantages locaux tout en réduisant le plus possible les conséquences néfastes sur le plan social: la Nouvelle-Écosse s'est également penchée sur ce problème. Le rapport intitulé *Scotian Shelf Gas Development: The Economic Impact on Nova Scotia* examine les retombées économiques directes, indirectes et secondaires de la mise en valeur des ressources gazières de la région de l'île de Sable. Les possibilités relevées comprennent la fabrication de modules, l'entretien et la réparation de plates-formes de forage et de bateaux de ravitaillement ainsi que la fourniture de biens et services. Au cours des dernières années, la province a mis en place une bonne base de services liés à l'exploitation pétrolière, ce qui l'avantage par rapport à Terre-Neuve, qui commence seulement à prendre les mesures nécessaires à cet égard. La législation nécessaire pour permettre à la main-d'oeuvre et aux fournisseurs locaux de profiter de la mise en valeur des ressources sous-marines existe déjà (*Nova Scotia Petroleum Resources Act*). L'existence de l'infrastructure commerciale nécessaire pourrait donner l'avantage à la Nouvelle-Écosse dans le domaine lucratif des services d'exploitation des ressources sous-marines.

Néanmoins, les deux provinces sont devenues le siège d'un nombre de plus en plus grand de sociétés s'occupant de l'entretien et de

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

l'approvisionnement des plates-formes de forage en haute mer. Par exemple, en 1981-1982, on en comptait 87, dont 22 en Nouvelle-Écosse (15 à Halifax) et 26 à Terre-Neuve (23 à St. John's). Au début de 1984, on dénombrait 398 compagnies de ce genre dont 127 étaient établies en Nouvelle-Écosse (86 à Halifax) et 47 à Terre-Neuve (44 à St. John's). Toutefois, l'interruption presque complète des activités de forage à l'automne de 1986 a entraîné une réduction des facteurs de croissance des activités économiques secondaires liées à l'approvisionnement et à l'entretien des installations de forage.

2. L'exploitation du gaz de Venture

La signature de l'accord sur la gestion des ressources et le partage des recettes entre Ottawa et la Nouvelle-Écosse en mars 1982 a donné à la Mobil Oil du Canada le feu vert pour mettre à exécution ses plans d'exploitation des ressources gazières du gisement Venture. Il s'agit en fait du premier projet d'exploitation sous-marine sur la côte de l'Atlantique qui ait atteint la phase de la mise en valeur, et la compagnie a entamé les longues formalités exigées pour faire approuver son projet. Sous la direction de représentants des gouvernements provincial et fédéral, Mobil a rédigé une analyse de l'impact socio-économiques (AISE). L'AISE comprend une foule de renseignements sur divers aspects du projet, comme ses caractéristiques (ouvrages en mer, pipelines, usine de gaz, etc.), son contexte économique (population régionale, main-d'oeuvre, répercussions sur l'emploi), ses besoins prévus en terrains, ses conséquences sur le logement, ses besoins en matière d'infrastructure et de services communautaires ainsi que ses répercussions socio-culturelles. Pour chacun de ces sujets, l'AISE décrivait la situation actuelle, les répercussions prévues et les mesures correctives à envisager éventuellement pour réduire les effets néfastes du projet ou accentuer ses effets bénéfiques.

Il est encore impossible de prévoir avec certitude le moment où commencera la production, même si deux accords importants pour la vente du gaz de Venture à des sociétés de services publics du nord-est des États-Unis ont été conclus en décembre 1984. Si la découverte de Venture était très prometteuse, les résultats décevants du forage des puits de délimitation ont quelque peu refroidi l'enthousiasme que suscitait le projet. En 1984 et au début de 1985, on a procédé au forage de deux autres

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

puits de délimitation pour savoir si le gisement Venture s'étend en dessous de l'extrémité de l'Île de Sable et rejoint le gisement Olympia, de l'autre côté.

En juillet 1985, Mobil Oil, Petro-Canada, Nova Scotia Resources et Texaco, partenaires dans l'exploitation du gisement Venture, ont demandé à l'Office national de l'énergie (ONE) l'autorisation d'exporter 8,5 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour vers la Nouvelle-Angleterre à compter de 1990. Néanmoins, les quatre sociétés n'ont pas rendu cette demande définitive et n'ont pu fournir à l'ONE les données détaillées sur les réserves qui auraient permis de confirmer la viabilité commerciale du projet. Celui-ci, d'une valeur de 2,45 milliards de dollars, est donc bloqué au stade réglementaire, et il est peu probable qu'il soit entrepris avant 1996. Il faudra peut-être que les concurrents se concertent pour établir que le niveau des réserves en justifie l'exploitation, car les réserves actuelles ne sont tout simplement pas suffisantes pour rentabiliser la production de gaz. Mobil a annoncé en novembre 1986 qu'elle envisageait de forer deux puits près de l'Île de Sable afin de conserver sa concession, mais ses projets ont été annulés en décembre lorsqu'un de ses partenaires s'est désisté.

Texaco Canada a demandé à l'Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore de conclure un accord de prospection d'une valeur de 45 millions de dollars prévoyant le forage de deux puits sur les concessions du banc de Georges que la société possède depuis 1964. Les projets de Texaco ont suscité une importante levée de boucliers chez les pêcheurs, dont les prises de pétoncles et de poissons de fond dans les eaux peu profondes du banc leur rapportent de 50 à 80 millions de dollars par année. En décembre 1986, Texaco a tenu des séances publiques pour entendre les doléances des pêcheurs dans cinq villages de pêche du sud-ouest de la Nouvelle-Écosse. Une étude effectuée en 1987 par l'Office du pétrole et du gaz a conclu que la prospection sur le banc de Georges n'aurait pas de grandes répercussions sur l'environnement. Néanmoins, à la fin de novembre 1987, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a annoncé qu'il s'opposerait à toute demande de la compagnie Texaco relative à des forages dans cette région et il a exercé des pressions auprès du gouvernement fédéral pour que celui-ci interdise le forage, ce qui a été fait en avril 1988.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Une proposition visant la production de 30 000 barils par jour de brut léger d'ici à 1992 à partir de deux petits gisements situés à Cohasset et à Panuke, à l'ouest de l'Île de Sable a été approuvé par règlement le 12 septembre 1990. La mise en oeuvre de ce projet de 565 millions de dollars entraînerait la première production de pétrole à une échelle commerciale au large de la côte est du Canada; elle créerait 380 emplois dans la région chaque année pendant la période de construction et 260 autres durant les six ans que durerait le projet. La Lasmo Nova Scotia Ltd., qui est l'exploitant, doit élaborer un plan de compensation des pêcheurs en cas de pertes résultant des activités de production ou de diversements de pétrole.

3. Les plans d'exploitation d'Hibernia

L'exploitation du gisement Hibernia présente des problèmes bien particuliers. D'abord, ce gisement est situé dans les Grands bancs, où l'environnement est beaucoup plus hostile qu'au large de l'Île de Sable. En outre, le forage doit s'y faire en eau profonde (76 à 78 mètres de fond, contre 22 mètres pour le gisement Venture). Cela complique le choix des systèmes de production et de transport qui, estime-t-on, coûteront trois fois plus cher dans le cas d'Hibernia. L'exploitation du gisement Venture nécessitera l'utilisation de techniques relativement simples de forage en mer, tandis qu'il faudra mettre au point de nouvelles techniques pour Hibernia, ce qui prendra du temps. Le démarrage de la production demeure malgré tout prévu pour le début des années 90.

Dans son énoncé des incidences environnementales, publié en mai 1985, la société Mobil indiquait avec précision les coûts de l'utilisation des plates-formes fixes (4,8 milliards de dollars) par rapport aux plates-formes flottantes (5,5 milliards). Elle soutenait que l'un ou l'autre système ne ferait pas une grande différence pour ce qui est du nombre d'emplois créés, qui devait atteindre un maximum de 2 085 en 1989. La province préconisait l'utilisation des plates-formes fixes en béton et Mobil, qui avait jusqu'au 15 août 1985 pour annoncer sa préférence, a indiqué qu'elle optait pour ce système de production.

Une commission du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales a été formée en mars 1985 et a tenu des audiences

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

publiques en octobre. Son rapport, rendu public à la mi-janvier 1986, approuvait l'exploitation d'Hibernia, mais formulait aussi 50 recommandations détaillées sur la façon de procéder.

Le 24 juin 1986, l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures offshore a approuvé les plans relatifs à l'exploitation et aux avantages d'Hibernia. Mobil et ses partenaires ont commencé à négocier avec les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve sur des questions de régime fiscal et de niveaux de taxes et de redevances. La compagnie a demandé aux autorités fédérales une garantie d'emprunt d'un milliard de dollars.

Le 18 juillet 1988, le gouvernement fédéral a révélé les détails d'un accord conclu avec un consortium de quatre sociétés au sujet de l'exploitation du gisement Hibernia. L'accord prévoit une subvention fédérale d'immobilisations de 1,04 milliard de dollars, une garantie fédérale d'emprunt de 1,66 milliard de dollars, une participation fédérale de 300 millions de dollars aux intérêts, un financement temporaire de 175 millions de dollars, une contribution de 95 millions de dollars du Fonds Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures offshore ainsi qu'un montant de 11 millions de dollars versé par le gouvernement de Terre-Neuve, sans compter des réductions et des exonérations d'impôt. On estime à 5,2 milliards de dollars le coût de ce projet, auquel s'ajouteront 3,3 milliards de dollars de dépenses liées à la production. La date prévue pour le parachèvement des détails de l'accord, d'abord fixée au 31 mars 1989, a été reportée à plusieurs reprises et n'a finalement été atteinte que le 14 septembre 1990. On prévoit que la production, initialement prévue pour 1992, commencera en fait en août 1996 et se poursuivra pendant 18 ans.

Dans l'intervalle, le gouvernement provincial a choisi la société qui construira une aciérie de classe internationale de 50 millions de dollars à Argentia, dans la baie de Plaisance. Grâce à cette usine, il sera possible de construire à Terre-Neuve la superstructure et les modules de la plate-forme de production. La base de béton de la plate-forme sera aussi construite dans cette province. Les appels d'offres ont été lancés à la fin de novembre et au début de décembre 1988 pour la construction de

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

cette base, la fourniture de services de génie et l'exécution du contrat principal d'ingénierie, certains croyant alors que le tout pourrait être confié à des spécialistes étrangers ayant l'expérience de l'exploitation pétrolière en mer du Nord.

Il y a eu des retards dans l'attribution des contrats parce que le gouvernement fédéral et le consortium ont tenté de réduire les coûts du projet d'au moins un milliard de dollars. Un nouveau plan pour la plate-forme de production, comprenant un moins grand nombre de modules et simplifiant le haut de la structure, devrait permettre de réduire les dépenses en immobilisations du projet d'environ 100 millions de dollars, mais cela supposerait que les travaux préparatoires seraient en grande partie effectuées à l'extérieur de Terre-Neuve et que ce serait autant d'emplois perdus pour cette dernière.

En octobre 1988, le Premier ministre Peckford a constitué un comité composé de cinq hauts fonctionnaires qu'il a chargé de surveiller attentivement tous les aspects du projet, y compris ses retombées financières et industrielles. Le comité s'est acquitté de ses fonctions en tenant compte de l'accent mis désormais sur des "objectifs" plutôt que sur de strictes mesures de "contrôle" en ce qui concerne le contenu canadien. Il s'est agi de veiller à ce qu'un certain pourcentage des travaux soient réalisés à Terre-Neuve plutôt que de se soucier de la nationalité des sociétés qui obtiennent les contrats. L'Accord de 1988 exigeait la création de presque trois millions d'heures-personnes de travail dans la province, pendant la construction.

Le gouvernement fédéral et la province de Terre-Neuve négocient avec le consortium pour veiller à ce que deux des cinq nouveaux modules de la plate-forme soient construits dans la province. Terre-Neuve aimerait se faire connaître comme centre spécialisé dans la construction de plates-formes de forage en mer. La province a fini par accepter la construction d'un seul module, plutôt que de deux, et l'exécution de certains travaux accessoires sur son territoire. La plus grande partie des travaux de construction des quatre autres modules, d'une valeur de 200 à 300 millions de dollars, sera réservé à des sociétés canadiennes. Terre-Neuve s'attend à tirer 10 000 années-personnes de travail pendant les

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

six ans que durera la construction. Le ministre des Pêches du Canada, M. John Crosbie, a annoncé en septembre 1991 que trois millions de dollars en fonds de formation serviront à préparer des Terre-Neuviens à occuper des emplois dans le cadre du projet Hibernia.

Avant l'adoption, le 6 novembre 1990, de la loi fédérale autorisant l'octroi de 2,7 milliards de dollars sous forme de subventions et de garanties de prêts, on a obtenu 95 millions de dollars du Fonds Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour atteindre l'objectif de septembre 1990 en ce qui a trait à l'émission des appels d'offres pour la construction. Deux marchés ont été accordés en septembre 1990, l'un, d'une valeur de 1,3 milliard de dollars, à la Newfoundland Offshore Development Constructors (Nodeco) pour la construction de la plate-forme de base et l'autre, d'une valeur de 360 millions de dollars, à un consortium canado-européen pour la conception et l'acquisition de la partie supérieure de la plate-forme. Des sociétés du Québec étaient partie importante à ces deux marchés. Depuis novembre, des contrats d'une valeur de 184 millions de dollars ont été signés, et 55 p. 100 d'entre eux sont allés à des sociétés terre-neuviennes. À la fin de 1991, la valeur totale de tous les marchés accordés sera d'environ deux milliards de dollars. Au printemps de 1992, l'embauche pour les postes liés à la construction (3 000 emplois) sera terminée.

L'un des quatre membres du consortium, Gulf Canada Resources Ltd., a mis en vente la moitié de ses intérêts dans ce projet, lesquels correspondent à 25 p. 100. Le consortium regroupe maintenant les sociétés suivantes: Mobil Oil (28 p. 100), Petro-Canada (25 p. 100), Chevron Canada (22 p. 100) et Gulf Canada (25 p. 100). Mobil a fourni 1,1 milliard de dollars, Petro-Canada, un milliard, Chevron, 879 millions et Gulf, un milliard; la contribution du gouvernement fédéral est de un milliard de dollars.

En décembre 1990, les responsables d'Hibernia ont annoncé la mise en place d'un programme de compensation qui garantit un revenu minimum aux pêcheurs pour une période de cinq ans et leur assure des primes si les prises sont bonnes.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Bien que le Canada Atlantique doive s'approvisionner à l'étranger pour son pétrole, il est prévu que le pétrole produit à Hibernia sera exporté aux États-Unis. Le rendement prévu de 10 000 barils par jour du gisement Hibernia pourrait réduire de moitié les besoins quotidiens en pétrole importé.

CHRONOLOGIE

7 juin 1966 - Forage du premier puits au large de la côte est du Canada, dans les Grands bancs.

novembre 1978 - juin 1979 - Le forage du puits Venture D-23 au large de l'Île de Sable conduit à une découverte importante de gaz naturel. On estime que le champ Venture contiendrait 72 milliards de mètres cubes (2,5 trillions de pieds cubes) de gaz.

mai-novembre 1979 - Découverte importante de pétrole au puits Hibernia P-15 dans les Grands bancs. Des forages subséquents révèlent la présence d'un gisement d'environ 115 millions de mètres cubes (720 millions de barils) de pétrole.

12 février 1982 - Le gouvernement de Terre-Neuve soumet la question de la propriété des ressources situées au large des côtes à la Cour suprême de Terre-Neuve.

15 février 1982 - Naufrage de la plate-forme de forage Ocean Ranger, dans le champ Hibernia, entraînant la perte de ses 84 membres d'équipage.

2 mars 1982 - Signature de l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes.

mars 1982 - Adoption de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* créant l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) chargée d'administrer l'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres du Canada. Les ressources situées au large de la côte est sont incluses dans les terres du Canada, ce qui entraîne des protestations de la part de Terre-Neuve, qui réclame la propriété de ces ressources.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

20 mai 1982 - Le gouvernement fédéral demande à la Cour suprême du Canada de trancher la question de la propriété des ressources dans le secteur d'Hibernia.

29 juin 1982 - La *Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier* reçoit la sanction royale. Ce programme offre des subventions à l'exploration aux sociétés qui satisfont à certaines exigences concernant le taux de participation canadienne et qui prospectent sur les terres du Canada.

17 février 1983 - La Cour suprême de Terre-Neuve rend son jugement, déclarant que les ressources situées au large des côtes appartiennent au gouvernement fédéral.

8 juillet 1983 - L'APGTC octroie des baux à Petro-Canada, à Mobil et à Paddon Hughes pour des travaux de forage au large des côtes de Terre-Neuve. Le gouvernement provincial est mécontent, puisqu'il aurait préféré que l'APGTC attende que la Cour suprême ait tranché la question de compétence.

8 mars 1984 - La Cour suprême du Canada statue que le gouvernement fédéral a compétence sur les ressources minières et les autres ressources naturelles du gisement Hibernia, situé au large de la côte de Terre-Neuve.

30 juin 1984 - Le projet de loi autorisant l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes reçoit la sanction royale.

12 décembre 1984 - Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve s'entendent sur un projet d'accord en 62 points au sujet de la gestion des ressources pétrolières et gazières sous-marines.

11 février 1985 - Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve signent l'Accord atlantique, entente à long terme pour la gestion commune des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes.

15 mai 1985 - Mobil Oil Canada Ltd., présente son énoncé des incidences environnementales aux gouvernements fédéral et provincial.

30 octobre 1985 - Un nouveau régime de crédits d'impôt de 150 à 250 millions de dollars par année est annoncé pour l'exploration au large des côtes.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

15 janvier 1986 - La Commission du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales publie son rapport sur l'exploitation d'Hibernia.

17 juin 1986 - Le projet de loi n° 1 de Terre-Neuve, intitulé *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act* , reçoit la sanction royale.

24 juin 1986 - L'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures offshore annonce qu'il approuve les plans relatifs à l'exploitation et aux avantages d'Hibernia.

26 août 1986 - Le Canada et la Nouvelle-Écosse signent un accord sur l'administration commune des activités d'exploration, d'exploitation et de production du pétrole et du gaz en mer.

1er octobre 1986 - Le gouvernement du Canada supprime l'impôt fédéral sur les revenus pétroliers.

25 mars 1987 - La *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve* reçoit la sanction royale.

29 mai 1987 - La loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act* reçoit la sanction royale.

18 avril 1988 - Le gouvernement du Canada annonce l'interdiction de tout forage sur le banc de Georges jusqu'en l'an 2000.

18 juillet 1988 - Le gouvernement du Canada annonce la conclusion d'un accord concernant l'exploitation du gisement pétrolier Hibernia.

21 juillet 1988 - Le projet de loi C-75, *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* , reçoit la sanction royale.

28 juin 1990 - La troisième lecture du projet de loi C-44 visant à débloquer 2,7 milliards de dollars de subventions et de garanties de prêts pour le projet Hibernia est retardée.

14 septembre 1990 - On annonce qu'une entente sur la mise en oeuvre du gisement Hibernia a été conclue; cette entente sera signée une fois le projet de loi C-44 adopté.

6 novembre 1990 - Le projet de loi C-44 reçoit la sanction royale.

LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

BIBLIOGRAPHIE SÉLECTIVE

"Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes". 2 mars 1982.

Canada. Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. *Rapport annuel* . Ottawa, diverses années.

Commission royale sur le désastre marin de l'Ocean Ranger. Rapport premier, *La perte de l'installation de forage semi-submersible Ocean Ranger et de son équipage* . août 1984.

Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve , [1984] 1 R.C.S. 86.

Terre-Neuve et Lahrador. Ministère du Développement et Direction du pétrole. *Economic Impact of Future Offshore Petroleum Exploration* . mai 1981.